

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



A1-05

Comité de Estudio A1 - Máquinas Eléctricas Rotativas

Comparación entre distintas alternativas de Evaluación de Estado del Sistema Aislante de Generadores de Potencia.

Ing. Darío Santiago Cocco*
C.T.M Salto Grande
coccos@saltogrande.org
Argentina / Uruguay

Ing. Raúl Alvarez
IITREE-LAT-FI-UNLP
rea@iitree-unlp.org.ar
Argentina

Ing. María Inés Valla
LEICI-FI-UNLP
mvalla@ing.unlp.edu.ar
Argentina

Resumen *– En el presente trabajo se presentan los resultados de la evaluación del estado de envejecimiento del sistema aislante de los generadores de potencia instalados en una central hidroeléctrica empleando diferentes métodos multifactoriales.*

Los metodologías de evaluación aplicadas han sido: evaluación multifactorial, dada por la Agencia Internacional de Energía "IEA - Guidelines for Hydroelectric Generator Upgrading", evaluación multifactorial ampliada de la guía anterior (propuesta por los autores) y evaluación multifactorial por análisis de componentes principales de las variables más relacionadas con el envejecimiento del generador.

El estudio se realizó en una central hidroeléctrica que posee 14 generadores de 135 MW cada uno y con una edad promedio de 32 años de servicio. El diagnóstico se basa en el análisis del historial de datos de operación y mantenimiento.

De los análisis realizados con las diferentes metodologías de evaluación se concluyó que no hay indicios de unidades críticas, las cuales necesiten una rápida intervención. De la comparación entre las distintas metodologías de evaluación, se pudo observar que los análisis multivariados propuestos se complementan; obteniendo una evaluación en conjunto detallada, objetiva y con referencia a estándares internacionales.

Palabras clave: Multifactoriales – Envejecimiento – Sistema Aislante – Generadores de Potencia – Metodologías de Evaluación – Análisis de Componentes Principales.

1 INTRODUCCIÓN

Uno de los desafíos que se les presenta a los responsables del servicio de varios generadores, es definir que unidades están más envejecidas dentro de su planta. Esta necesidad surge principalmente con el objetivo de dedicar especial atención a las unidades críticas. En el caso de que sea necesario encarar un proceso de renovación del parque de generadores, ya sea por fin de su vida útil o por otro motivo, es necesario definir un plan de trabajo el cual contemple cuales unidades son prioritarias en el proceso de renovación.

A modo de ejemplo, el proceso de renovación de una unidad generadora 150 MVA (incluyendo cambio del generador y turbina) demora aproximadamente 8 meses. Por lo tanto, el tiempo que demandaría renovar las 14 unidades hidrogeneradoras de la central hidroeléctrica bajo estudio, sería unos 9,5 años aproximadamente.

Para evaluar el estado aislante de un generador eléctrico, existe bibliografía que compara cada parámetro de envejecimiento con límites o recomendaciones internacionales [1] [7] [8]. La desventaja de una evaluación parcial por ensayo, es que dificulta la clasificación general entre generadores. En otras palabras, es difícil comparar varios generadores que poseen diferentes valores en sus respectivos parámetros de evaluación. Por tal razón, existen métodos de evaluación generalizados que permiten diagnosticar el estado del generador considerando varios parámetros relacionados con el envejecimiento [2] [3] [4].

En el presente trabajo se presentan los resultados de distintas evaluaciones multifactoriales del estado de cada sistema aislante de los generadores de una misma central. Además, se comparan los resultados obtenidos y se analizan las características principales de cada una de las evaluaciones.

2 EVALUACIONES GENERALIZADAS

Actualmente, existen varios métodos de evaluación de estado de los generadores que consideren múltiples factores de envejecimiento [2] [3] [4]. Pero en este trabajo, sólo se analizaron tres de ellos: evaluación multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía "AIE" [3], evaluación multifactorial ampliada de la guía anterior (propuesta por los autores) y evaluación multifactorial por análisis de componentes principales de las variables más relacionadas con el envejecimiento del generador [4]. A continuación se explican brevemente los conceptos principales de cada una de ellas.

2.1 Evaluación Multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía "AIE"

La evaluación del bobinado estatórico dada por la guía de referencia [3] contempla varios ítems, los cuales son: Diseño y Fabricación, Historia, Inspección Visual en los Mantenimientos y Valores de los Ensayos.

A su vez estos ítems se dividen en sub-ítems, los cuales poseen valores para la evaluación final. En la Fig. 1 se detallan todos los sub-ítems y en la Tabla I, se muestra parte de una tabla con los valores para análisis.

La suma de cada valor en los diferentes puntos de evaluación, reflejan el estado del generador en ese aspecto. Y la suma de todos los valores nos da el estado multifactorial del bobinado del generador.



Fig. 1: Ítems de evaluación del bobinado del generador hidráulico.

TABLA I. DETALLE DE LOS ITEMS DE EVALUACION DEL BOBINADO DEL GENERADOR HIDRAULICO

BOBINADO ESTATORICO

3	Inspección Visual			
3.1	Prescencia de Polvo			
	no hay		0	
	<1 mm		1	1
	1 a 5 mm		2	
	>5 mm		3	
3.2	Acuñado Radial de las Bobinas	Asfalto mica	Epoxy mica	
	60 a 80 %	0	0	
	>80 %	1	1	1
	50 a 60 %	2	4	
	25 a 50 %	3	6	
	<25 %	4	8	
	cuñas caidas	5	10	
3.3	Descargas Parciales (polvo blanco)			
	no hay		0	

4.a	Ensayos		
4.1	Resistencia de Aislación		
	> 500 Megohms por fase	0	
	100 a 500	2	2
	50 a 100	4	
	30 a 50	8	
	<30	15	
4.2	Indice de Polarización		
	4 a 7	0	0
	3 a 4	2	
	2 a 3	5	
	1 a 2	10	
	<1	15	
4.3	Alta Tensión Aplicada		
	pasa	0	0
	no pasa	20	

En dicha guía, se brindan valores de comparación para la suma total la cual determinan la condición de estado. Dicho valores son:

Menor a 35	Entre 35 y 60	Entre 60 y 85	Mayor a 85
Excelente	Bueno	Pobre	Mediocre

2.2 Evaluación Multifactorial Ampliada del Estado del Bobinado Estatórico

Para poder comparar a los generadores en forma más completa, y así poder llegar a una clasificación de estado de envejecimiento, se expandieron las tablas en forma similar a los puntos originalmente evaluados.

Dicha ampliación tiene por objetivo, que contemple todo el historial de datos en los años de explotación del generador; los cuales son: datos de operación, datos de las paradas de mantenimiento y los ensayos con la unidad en servicio.

En las Fig. 2 se detallan todos los ítems y sub-ítems de la tabla ampliada. Como las tablas fueron ampliadas, ya no sirven los valores recomendados en la guía anterior. Pero la comparación entre generadores es más completa, permitiendo una mejor clasificación del estado de envejecimiento.



Fig. 2: Ítems ampliados para evaluación del bobinado del generador hidráulico

2.3 Evaluación Multivariada por Análisis de Componentes Principales (ACP)

El análisis de componentes principales (ACP) tiene el objetivo de representar adecuadamente *"n"* observaciones de *"p"* variables, con un número menor de variables, la cuales son combinación lineal de las originales. Es decir, permite representar óptimamente en un espacio de dimensión pequeña observaciones de un espacio general p-dimensional [5]. Si bien en este espacio se pierde información del sistema en conjunto, se simplifica sustancialmente el análisis del sistema multivariado.

El ACP es un método universal que puede ser utilizado en cualquier área científica. El mismo, permite encontrar una serie de tendencias, correlaciones o estructuras no observables en una tabla de datos [6]. Para clarificar la reducción de variables que se realiza con ACP, a continuación se presenta un ejemplo tipo. Si se considera la nube de puntos de la Fig. 3, se observa que los puntos se inscriben en una elipse y pueden describirse por su proyección en la dirección del eje mayor de la elipse (reducción de variables).

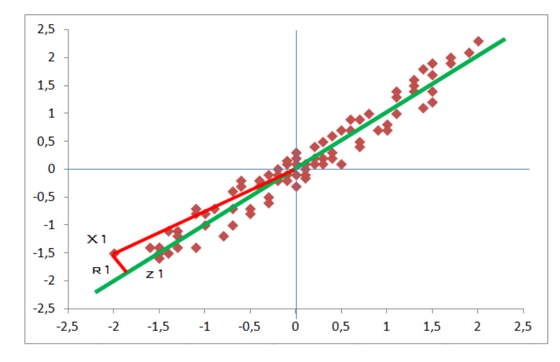


Fig. 3: Ejemplo de la recta que minimiza las distancias ortogonales de los puntos a ella.

La interpretación de los componentes principales se realiza representando las proyecciones de las observaciones sobre un espacio de dimensión dos, definido por parejas de los componentes principales más importantes. La proyección de cualquier observación sobre un componente es directamente el valor del componente para esa observación. Además de las observaciones, es útil representar las variables originales, esto permite definir el sentido de crecimiento de dichas variables y poder tener una referencia con los valores originales. Por lo tanto, se realizó una evaluación de estado del sistema aislante de los generadores por ACP, evaluando solo los parámetros más relacionados con el envejecimiento [7] [10]. Representándolos en un espacio de dos dimensiones, donde se observa las unidades más alejadas de los valores medios junto con los generadores ficticios medio y crítico para comparación [4].

3 CAMPO DE APLICACIÓN Y VARIABLES DE ANÁLISIS

Los estudios se realizaron sobre los 14 generadores instalados en una misma Central Hidroeléctrica. Los datos nominales de los generadores son: 150 MVA, 13,8 kV, 6280 A, fabricante Electrosila y 32 años promedio de servicio al momento de estudio (año 2012). El aislamiento del devanado estatórico del generador es de clase "B", compuesta por mica termorresistente (cinta de mica y vidrio con epoxi).

Para poder evaluar el estado de un generador eléctrico, se necesita la mayor cantidad de información posible. Dicha información está compuesta por: historial de operación, registros de mantenimientos, inspecciones y ensayos realizados [2] [3].

En las Fig. 1 y Fig. 2, se enumeraron los ítems y sub-ítems de las distintas evaluaciones multifactoriales para diagnosticar el estado de envejecimiento de cada generador. Ambas evaluaciones contemplan datos de operación del generador, datos de las inspecciones de mantenimiento y datos de los ensayos realizados. Para realizar el diagnóstico por análisis de componentes principales (ACP), con la menor pérdida de información del sistema, es necesario disminuir las variables de análisis de las evaluaciones anteriores. Para ello, es necesario analizar cada variable en forma individual e identificar aquellos parámetros que poseen variabilidad entre los generadores y son representativos del envejecimiento del sistema aislante. En consecuencia, se analizó cada parámetro relacionado con el envejecimiento (datos no presentados): horas de servicio, temperatura de trabajo, edad, ciclos de arranque y parada, valores de ensayos eléctrico en mantenimiento y en servicio. A partir de ello, se arribó a la conclusión de que los parámetros que poseen variabilidad entre los distintos generadores de estudio y son representativos del proceso de envejecimiento, son: *ensayos de capacitancia y tangente delta, número de ciclos de arranques de los generadores y los valores de intensidad máxima de descargas parciales del generador fuera de servicio* [4].

4 ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 valuación Multifactorial dada por la Agencia Internacional de Energía “AIE”

En la Fig. 4 se muestran los resultados obtenidos de la evaluación del sistema aislante de los generadores de estudio. En dicho gráfico se representaron también los límites de comparación de estado (dados en 2.1).

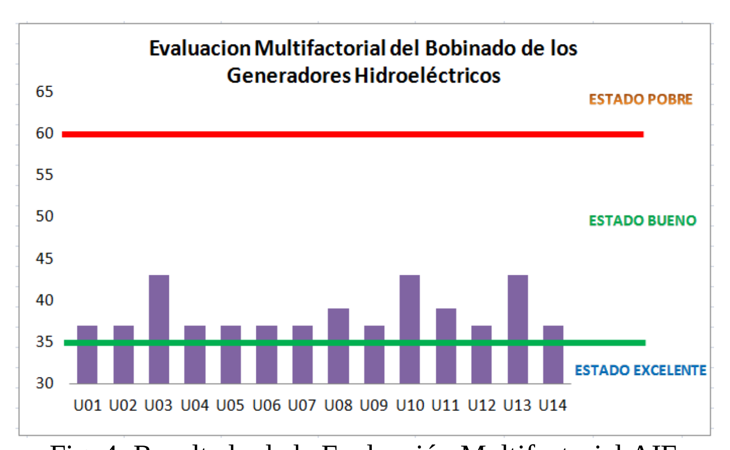


Fig. 4: Resultado de la Evaluación Multifactorial AIE

Se observa que el estado de todos los bobinados estatórico de las unidades generadoras bajo estudio, es el denominado “*Estado Bueno*”. Se puede observar también, que existen 3 generadores con valores superiores al resto. El motivo de esta diferencia se da porque, a lo largo de sus años de servicio, los mismos han sufrido fallas en su sistema de aislación.

4.2 Evaluación Multifactorial Ampliada del Estado del Bobinado Estatórico

Se observa que la evaluación multifactorial realizada en el análisis anterior (Fig. 4), no permite una clasificación detallada entre generadores (3 generadores con un nivel superior, 2 en nivel intermedio y los 9 restantes con el nivel inferior). Por lo tanto al realizar un análisis similar, pero ampliando las tablas de evaluación para que abarque la mayor información posible, se obtiene una diferenciación mayor entre los generadores. Se destaca que los resultados obtenidos no son compatibles con límites de comparación (punto 2.1); ya que nuevos sub-ítems de evaluación aumentan el valor final de la clasificación total.

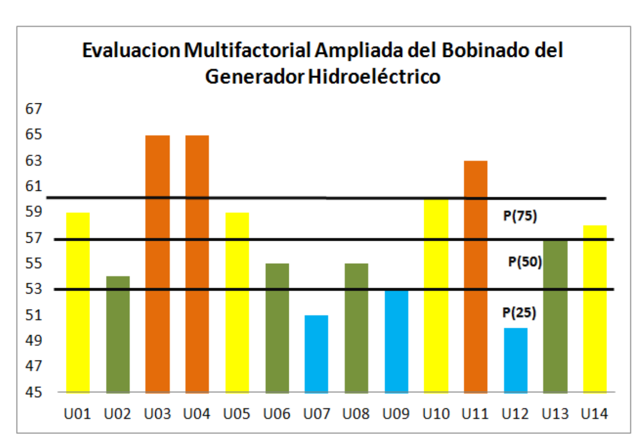


Fig. 5: Resultado de la Evaluación Multifactorial Ampliada

Con los resultado obtenidos de la evaluación ampliada (Fig. 5), los generadores se agruparon en cuatro grupos según sus cuartiles (rango que abarca el 25% de las muestras); clasificándose en bajos, medios, altos y muy altos.

a) Generadores con niveles bajos (color azul): U07, U09 y U12.
b) Generadores con niveles medios (color verde): U02, U06, U08 y U13.
c) Generadores con niveles altos (color amarillo): U01, U05, U10 y U14.
d) Generadores con niveles muy altos (color naranja): U03, U04 y U11.

4.3 Evaluación Multivariada por Análisis de Componentes Principales

Para realizar el análisis de componentes principales se confeccionó la matriz de datos para ACP (Tabla II). Las variables evaluadas son: los ensayos de capacitancia y tangente delta (tgδ), las mediciones de intensidad máxima de descargas parciales del generador fuera de servicio y el número de arranques del generador en el momento de los ensayos.

Por consiguiente, las variables de análisis fueron:

- *Δtgδ_años: incremento de tgδ al 20% de la tensión nominal desde su puesta en servicio.*
- *Δtgδ: la diferencia de tgδ entre el 80% y el 20% de la tensión nominal (factor Tip-Up).*
- *ΔC/C0: diferencia de capacitancia medida entre el 80% y el 20% de la tensión nominal dividido por el valor de capacitancia al 20% de dicha tensión.*
- *Nº Arranques: número de ciclos de arranques y paradas en el momento de los ensayos.*
- *Qm_FS: intensidad máxima de descargas parciales del generador fuera de servicio.*

TABLA II. - DATOS ACP

VALORES PROMEDIO						
Año	Generador :	Δtgδ_años [0/00]	Δtgδ_2 [0/00]	$\Delta C_2/C_0$ [0/0]	N° Arranques	Qm_FS
2002	U03-2002	2,90	3,40	0,50	2189	28
2004	U09-2004	3,60	2,77	0,47	2531	17
2006	U05-2006	2,45	3,43	0,54	2712	23
2006	U06-2006	1,40	3,50	0,64	2513	54
2008	U05-2008	4,81	4,62	0,71	3102	26
2008	U01-2008	3,60	3,31	0,50	3510	117
2008	U02-2008	3,69	3,89	0,56	4034	19
2009	U07-2009	3,60	2,77	0,41	3702	45
2010	U11-2010	3,60	5,56	0,80	3507	26
2010	U08-2010	3,60	3,56	0,42	3376	18
2011	U03-2011	3,53	4,45	0,57	3941	67
2011	U04-2011	3,60	4,23	0,59	4101	224
2012	U12-2012	6,77	3,77	0,59	3725	83
2012	U09-2012	3,60	2,26	0,29	3588	93
2012	Ucrítico	10,00	5,00	1,00	4101	362
2012	Umedio	3,62	3,68	0,54	3323,64	60

Los datos de las variables de ensayo que conforman la Tabla II son los valores promedio de las tres fases (R, S y T); este promediado simplifica los análisis posteriores, ya que se obtienen menos individuos a clasificar. A cada individuo/equipo se lo clasificó por el número de unidad generadora más el año en que se realizaron las mediciones (ejemplo: U02-2008), esto hace que un generador puede estar representado más de una vez según sea la fecha de sus ensayos. Los valores de las variables son los datos medidos en los ensayos de puesta en servicio de las paradas de mantenimiento y el número de arranques es el que poseía el generador en ese momento. Además es importante mencionar, que si bien los datos de cada variable son de diferente escala al realizar el ACP los mismos son normalizados para que posean el mismo orden [4].

Para poder evaluar el estado general de los generadores se crearon dos generadores ficticios, uno de estado crítico (***Ucrítico***) y otro con los valores medio de los generadores (***Umedio***). El generador ficticio crítico posee el mayor número de arranques de los generadores existentes y los valores máximos admisibles en cada variable [7] [8] [9]. Con este artilugio, se buscó poder observar cuan próximos están las unidades a los generadores ficticios y de allí sacar conclusiones de estado.
En la Fig. 6 se representaron a todos los generadores de la Tabla II según la reducción de variables determinada por el análisis de componentes principales [4]. Se observa que todas las variables evaluadas, crecen en el sentido positivo de la componente principal N°1 (CP1). Por lo tanto, el proceso de envejecimiento de los generadores es de izquierda a derecha. Se observa también, que el generador ficticio "***Ucrítico***" está bastante alejado del resto de las unidades.
En la Fig. 6 se clasificaron a los generadores en tres grupos distintos según su CP1, y tomando como nivel medio la proximidad del generador "***Umedio***".

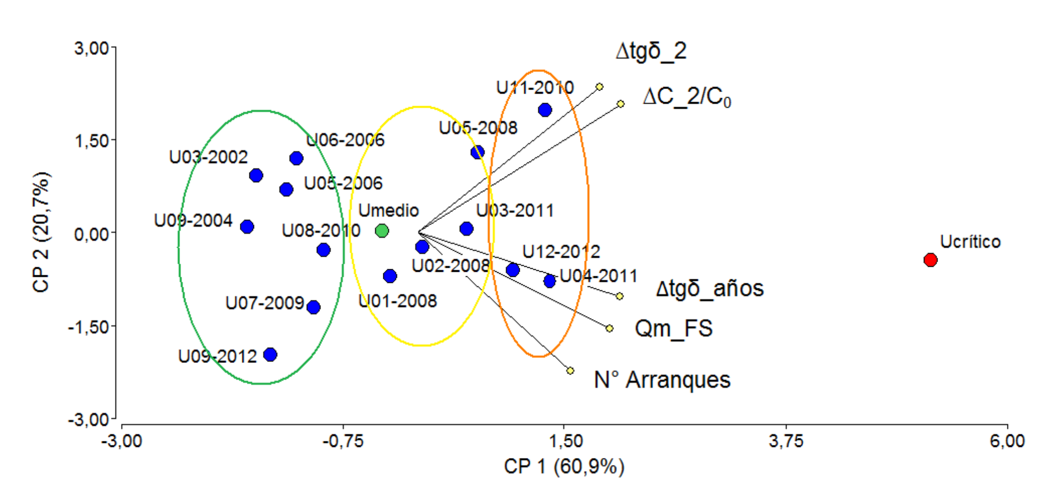


Fig. 6: Evaluación por Análisis de Componentes Principales

En la Tabla III, están los grupos de generadores establecidos en la figura 6. En la misma se puede observar que las unidades que poseen un grado mayor de envejecimiento en su sistema aislante son: U04-2011, U12-2012 y U11-2010.

TABLA III - GRUPOS DE GENERADORES SEGÚN ACP

Año de Evaluación	Generador	Grupo de Envejecimiento
2002	U03-2002	VERDE
2004	U09-2004	VERDE
2006	U05-2006	VERDE
2006	U06-2006	VERDE
2009	U07-2009	VERDE
2010	U08-2010	VERDE
2012	U09-2012	VERDE
2008	U01-2008	AMARILLO
2008	U05-2008	AMARILLO
2008	U02-2008	AMARILLO
2011	U03-2011	AMARILLO
2012	U12-2012	ROJO
2010	U11-2010	ROJO
2011	U04-2011	ROJO

5 COMPARACIÓN ENTRE METODOLOGIAS DE ANÁLISIS

Con las clasificaciones obtenidas de los análisis previos (puntos 4.1, 4.2 y 4.3), se confeccionó una tabla de comparación de evaluaciones (Tabla IV). La misma, clasifica a los generadores por color: *ROJO, AMARILLO y VERDE*. El color *ROJO* representa a los generadores con mayor envejecimiento, el *AMARILLO* con envejecimiento medio y los *VERDE* con menor envejecimiento.

TABLA IV - COMPARACION DE CLASIFICACIÓN

	Clasificación según Metodologías de Evaluación		
Generador	4.1 - Multifactorial AIE	4.2 - Multifactorial Ampliada	4.3 - ACP - Promedio
U01	VERDE	AMARILLO	AMARILLO
U02	VERDE	VERDE	AMARILLO
U03	ROJO	ROJO	AMARILLO
U04	VERDE	ROJO	ROJO
U05	VERDE	AMARILLO	AMARILLO
U06	VERDE	VERDE	VERDE
U07	VERDE	VERDE	VERDE
U08	AMARILLO	VERDE	VERDE
U09	VERDE	VERDE	VERDE
U10	ROJO	AMARILLO	NO EVALUADO
U11	AMARILLO	ROJO	ROJO
U12	VERDE	VERDE	ROJO
U13	ROJO	VERDE	NO EVALUADO
U14	VERDE	AMARILLO	NO EVALUADO

En la Tabla IV se observa que hay diferencia entres la clasificaciones obtenidas en las distintas evaluaciones. El motivo es que la metodología del punto 4.1 no utiliza muchos de los datos de los ensayos eléctricos (ver Fig. 1), sino que se basa en el historial de fallas y las inspecciones realizadas en mantenimiento. En cambio, los análisis de los puntos 4.2 y 4.3 incorporaron los datos de los ensayos eléctricos y las variables de operación que exigen al sistema aislante (Fig. 2 y Tabla II).

En consecuencia, la clasificación del punto 4.1 fue determinada principalmente por las fallas históricas en el sistema aislante (las cuales poseen más de 15 años). Por su parte, las clasificaciones dadas por los análisis descriptos en los puntos 4.2 y 4.3 son principalmente caracterizadas por los datos de los ensayos eléctricos.

Si comparamos los resultados de los análisis de 4.2 y 4.3 (Tabla IV) se puede observar que los resultados son muy similares. Para cuantificar el grado de similitud entre las clasificaciones, se utiliza el indicador de similitud denominado "*Simil*", el cual se define como el cociente entre la cantidad de coincidencias de clasificación y el número de generadores evaluados. El coeficiente de similitud será:

$$Simil_{(4.2-4.3)} = \frac{8}{11} * 100 = 73\ \%$$

Es decir que tenemos un 73% de coincidencia en la clasificación de ambas metodologías. En este caso, los generadores que presentan diferencias son: U02, U03 y U12. Los motivos de dichas diferencias radica en que la metodología de evaluación 4.2 utiliza los valores de los ensayos eléctricos y los historiales de fallas e inspecciones de mantenimiento; y el análisis de componentes principales 4.3 sólo utiliza valores de los ensayos eléctricos y el número de arranques del generador. Confirmando dicha hipótesis, se observa que el generador U12 pasa a una clasificación color *ROJO* en la evaluación 4.3 por poseer un alto valor en la variable $\Delta tg\delta_años$.

Otros de los aspectos a destacar, es que los análisis por medio de guías (análisis de los puntos 4.1 y 4.2) poseen un cierto grado de subjetividad; es decir, la evaluación dependerá de la experiencia técnica del evaluador y de los datos almacenados en las inspecciones de mantenimiento. Caso contrario, los ACP (análisis del punto 4.3) son muchos más objetivos que los análisis anteriores, ya que utilizan los valores medidos en las variables de análisis.

6 CONCLUSIONES

El estado del sistema aislante de los generadores evaluados no presentan valores críticos, y la clasificación del estado es la denominada "*BUENA*". Existen generadores con un estado mayor de envejecimiento y son las unidades U04 y U11. El motivo de este mayor envejecimiento es que presentan valores elevados en algunas de sus variables de análisis. El generador U04 presenta un valor elevado de "*Qm_FS*" y el generador U11 supera el valor límite en la variable "*Δtgδ_2*". Los generadores U03 y U12 están clasificados en color ROJO en al menos una de las evaluaciones. Se recomienda un seguimiento periódico de dichos generadores.

Las tablas de evaluación multifactorial utilizadas en la evaluación multifactorial AIE (análisis del punto 4.1) [3], no genera una clasificación detallada entre generadores. Las tablas de evaluación multifactorial ampliadas (análisis del punto 4.2) generan una clasificación mucho más detallada entre generadores, pero no permiten evaluar el estado del generador por comparación con los valores dados en la guía de referencia [3]. El análisis de componentes principales ACP permite, de manera objetiva, analizar en forma multivariada y clasificar el estado del sistema aislante de los generadores de potencia.

Los análisis multivariados realizados se complementan, ya que las evaluaciones dadas por guías internacionales, brindan un diagnóstico del estado de los generadores; pero no permiten una clasificación detallada de los mismos. La evaluación ampliada permite una clasificación que evalúa los ensayos eléctricos y los históricos de falla e inspección de mantenimiento. Por su parte, la evaluación multivariada por análisis de componentes principales, da una evaluación preliminar objetiva, la cual permite clasificar y dar un seguimiento al envejecimiento del sistema aislante.

7 BIBLIOGRAFIA

[1] Greg C. Stone. "Recent Important Changes In Ieee Motor And Generator Winding Insulation Diagnostic Testing Standards". IEEE Paper N° PCIC-2004-XX. Año 2004.

[2] U.S. Army Corps of Engineers. "Hydro Plant Risk Assessment Guide. Appendix E1: Generator Condition Assessment". September 2006.

[3] International Energy Agency. "Guidelines for Hydroelectric Generator Upgrading". Technical Report. March 2001.

[4] Cocco, D. S. Valla, M. I. "Evaluación del Estado del Sistema Aislante de los Generadores de Potencia de la Central Hidroeléctrica Salto Grande utilizando Análisis de Componentes Principales". IEEE. Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON). Año 2014.

[5] Daniel Peña. "Analisis de Datos Multivariantes". McGraw-Hill. Año 2002.

[6] Nora Katia Cañipa Morales. "Caracterización de Petróleos de México mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales". Universidad Autonoma del estado de Hidalgo. Hidalgo 2002.

[7] Greg C. Stone, Edward A. Boulter, Ian Culbert and Hussein Dhirani. "Electrical Insulation For Rotating Machines". IEEE Press Series on Power Engineering. October 2003.

[8] Warren, V., "Partial Discharge Testing: A Progress Report, Effect of Insulation Type & Setting Trac Alarmas". Iris Rotating Machine Conference June 2003, Santa Monica.

[9] Emery, F T., "Partial Discharge, Dissipation Factor, and Corona Aspects for High Voltage Electric Generator Stator Bars and Windings", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, Nº2. April 2005.

[10] Esparza Saucedo, Ponce de León Viedas, E. 2001. "Diagnóstico integral del Devanado del Estator de Generadores Eléctricos". CIGRÉ-MÉXICO. Bienal 2001. Articulo 11-01.